

# Planeación y dimensionamiento de redes eléctricas de distribución soterrada mediante un método metaheurístico

Fabrizio Villacres<sup>1</sup> y Esteban Inga<sup>2</sup>

Recepción: 18-09-2018 | Aceptación: 10-05-2019 | En línea: 29-11-2019

MSC:78A97, 97D50

doi:10.17230/ingciencia.15.30.7

---

## Resumen

La introducción de nuevas cargas a los sistemas eléctricos de distribución tradicionales puede provocar sobrecarga en los equipos de potencia. Esta sobrecarga hace que la vida útil de los equipos de potencia disminuya considerablemente además, la confiabilidad y estabilidad del sistema comienza a verse comprometido. Por lo tanto, mediante la presente investigación se da solución al problema de planeación de redes eléctricas de distribución integrando la posibilidad de migrar del concepto de redes eléctricas tradicionales a redes eléctricas inteligentes, las mismas que, únicamente se consigue dotando a los sistemas eléctricos de distribución de robustas redes heterogéneas de comunicación bidireccional. El presente trabajo se enfoca en el desarrollo de un modelo capaz de ubicar los transformadores de distribución en los mejores sitios para satisfacer de energía a los usuarios de la red eléctrica y de conseguir la mejor topología mediante la aplicación de teoría de grafos. Además, el presente modelo contempla el desarrollo de una heurística capaz de ejecutar procesos de planeación georreferenciada mediante la gestión y utilización de la información geolocalizada desde

---

<sup>1</sup> Universidad Politécnica Salesiana, fvillacres@est.ups.edu.ec, Quito, Ecuador.

<sup>2</sup> Universidad Politécnica Salesiana, inga@ups.edu.ec, ORCID:0000-0002-0837-0642, Quito, Ecuador.

OpenStreetMap mediante el archivo .osm que, esta plataforma gratuita, nos ofrece. La heurística propuesta en el presente documento se modela utilizando el software Matlab y para validar la información, se requiere el software Cymdist.

**Palabras clave:** Optimización; planeación; redes de distribución; geolocalización; dimensionamiento; metaheurística.

---

## Planning and Sizing of Electrical Networks of Underground Distribution by Metaheuristic Method

---

### Abstract

The introduction of new loads to the traditional electrical distribution systems can lead to the overloading in the power equipment. This on the sizing makes the useful life of the power equipment decrease considerably, in addition, the reliability and stability of the system begins to be compromised. Therefore, through the present investigation it is possible to solve the problem of the planning of electrical distribution networks by integrating the possibility of migrating from the concept of traditional electric networks to smart electric networks, the same ones that only electrical distribution systems of robust networks are achieved heterogeneous bidirectional communication. The present work focused on the development of a model capable of locating the distribution transformers in the best sites to satisfy the majority of users of the electrical network and obtain the best topology by applying the theory of graphs. In addition, the presented model contemplates the development of a heuristic capable of executing georeferenced planning processes through the management and use of geolocated information from OpenStreetMap through the .osm file that this free platform offers us. The heuristic proposed in the present document is modeled using the Matlab software and to validate the information, the Cymdist software is required.

**Keywords:** Optimization; planning; distribution networks; geolocation; sizing; Metaheuristics.

---

## 1 Introducción

En la actualidad el uso de la energía eléctrica a nivel mundial es de mucha importancia para el desarrollo y sostenibilidad de la matriz energética. El constante avance de los conceptos tradicionales, en cuanto a redes eléctricas de distribución, exige la actualización de dicho concepto. Es por ello que, el esfuerzo de muchos investigadores se centra en el problema del planeamiento óptimo de redes eléctricas de distribución. [1],[2]. Este problema, al

disponer de un número considerable de variables es denominado como un problema combinatorio denominado NP-Complete [3],[4],[5]. De esta manera, se pretende migrar de redes eléctricas convencionales a redes eléctricas inteligentes, para ello, se debe dotar de inteligencia al sistema eléctrico tradicional. En consecuencia, en la actualidad se esta integrando sistemas robustos de comunicación bidireccional [6], de tal manera que, se pueda controlar, supervisar y monitorear el estado de la red eléctrica de distribución. Por lo tanto, en [7] se expone la necesidad de implementar redes robustas heterogéneas de comunicación.

A mayor conocimiento del estado de la red eléctrica tradicional mayor será la capacidad de enfrentar los problemas de gestión de demanda eléctrica en redes de distribución. Estos problemas son cada vez más notables debido al incremento de las cargas en los sistemas de distribución por cada tipo de usuario. Este incremento se justifica por la introducción de nuevos métodos de cocción (por inducción), calefacción, refrigeración y la introducción de vehículos eléctricos al sistema de distribución tradicional [8]. Por lo tanto, es de mucha importancia construir redes eléctricas modernas que, no solo garantice un servicio de calidad y la continuidad del mismo, sino que, garantice contribuir de manera significativa al concepto de ciudades modernas.

Por lo tanto, en el presente trabajo se ha dedicado todo esfuerzo en construir un modelo heurístico de planeación y dimensionamiento de redes eléctricas de distribución soterrado, capaz de garantizar el suministro de energía eléctrica a todos los consumidores (residenciales, comerciales e industriales) y capaz de soportar las nuevas cargas en el mercado eléctrico [9]. Mediante el soterramiento de la red de medio y bajo voltaje, no solo contribuye a mejorar el ambiente visual, sino que, una red soterrada es más robusta y segura frente a desastres naturales que una red aérea [10], de tal manera que, permite integrar el concepto de una red eléctrica resiliente con porcentajes altos de seguridad y eficiencia energética.

La metodología propuesta en el presente documento utiliza técnicas de clusterización [11], con enfoques, como lo son k-means y k-medoids. La aplicación de métodos tradicionales de clusterización son ineficientes para planeación de redes eléctricas de distribución, debido a que, reduce el escenario en la búsqueda de posibles soluciones, de tal manera que, es probable perder la mejor solución al problema de planeación y dimensionamiento de

redes eléctricas de distribución. Una vez identificados los agrupamientos se procede, mediante el algoritmo de Dijkstra, a construir árboles de mínima expansión en dos momentos [12],[13],[14],[15]: uno para la red de media tensión y otro para la red de baja tensión. Una vez identificada la ruta del ducto soterrado, por la que pasará la red de media tensión se reemplazan los transformadores según las coordenadas obtenidas como solución por el modelo propuesto. Se puede contemplar el tendido de fibra óptica por el mismo ducto soterrado, de tal manera que puedan complementarse con los sistemas eléctricos de distribución, haciendo posible la introducción de los nuevos conceptos de redes eléctricas soterradas de distribución mediante la inclusión de redes heterogéneas de comunicación alámbrica.

El sistema de distribución contempla una topología tipo árbol, que, en redes eléctricas de distribución esta directamente asociada a una red radial. Un árbol se construye mediante matrices binarias de conectividad, en las cuales, se establece la dirección de cada uno de las rutas que formarán la red radial. La característica principal de una árbol de mínima expansión es que conecta todos sus vértices con el menor número de aristas posibles sin formar bucles o anillos; es decir, si disponemos de  $n$  usuarios a desplegarse, el número mínimo de aristas es  $n - 1$ . En consecuencia, entiéndase por vértices a los primarios de los transformadores y a las barras de la subestación, las aristas forman la topología geolocalizada [16] de conexión y la relación de conectividad que debe existir entre vértices o primarios de los transformadores y barras de la subestación.

Además, una vez creada la topología mediante el software Matlab de la red eléctrica de distribución, se llevará a cabo un proceso de simulación mediante el software Cymdist, en el cual, se analizará el comportamiento de la red eléctrica y se determinará la viabilidad de implementar el mapa de ruta propuesto por el modelo como solución en el presente documento.

De aquí en adelante, la presente investigación se organiza de la siguiente manera: en la sección II se hace una breve descripción del método empleado para dar solución al problema de planeación de redes eléctricas de distribución analizando las propiedades topológicas. En la sección III presentamos la formulación del problema, mientras que, en la sección IV presentamos el análisis de los resultados. Finalmente en la sección V concluimos el presente documento.

## 2 Redes eléctricas de distribución

La planeación de sistemas eléctricos de potencia es un tema importante en distribución. En el presente artículo se aborda el planeamiento en sistemas de medio voltaje (MV) y bajo voltaje (BV). Para garantizar la operatividad y seguridad energética en sistemas de distribución es necesario determinar la localización, tipos de transformadores de distribución a desplegarse en el área estudiada y la ruta de los alimentadores que energizarán a los primarios de los transformadores de distribución. En la actualidad varios métodos han sido empleados para dar solución al problema de planeación de redes eléctricas de distribución, tales como: recocido simulado, algoritmo del sistema de colonia de hormigas, algoritmo de búsqueda tabú, programación dinámica, algoritmo genético y estrategias de evolución [17]. Sin embargo, los métodos citados únicamente fijan su atención en sistemas de MV, dejando menor importancia, a sistemas de BV. Se debe tener presente que, las principales pérdidas asociadas a los sistemas eléctricos de distribución se da en redes eléctricas de BV. En el presente documento, analizaremos la ubicación de los transformadores, ruta de los alimentadores y análisis de caída de tensiones en los alimentadores primarios de los transformadores de distribución y en los secundarios, garantizando de esta manera un modelo de planeación que observe al sistema eléctrico de distribución de manera conjunta como un único problema de planeación. Para este método se deben introducir restricciones, tales como: distancias máximas de cobertura, capacidades tanto de la subestación y transformadores mismas que dependerán de la demanda estimada en el área, restricción de seguimiento de vías disponibles para la formación de los arboles de mínima expansión. En [18],[19],[20] se plantean métodos de agrupamiento y construcción de árboles de mínima expansión como herramientas indispensables en procesos de optimización y planeación.

### 2.1 Redes eléctricas soterradas

El diseño y planeación de redes eléctricas soterradas proporcionan seguridad y confiabilidad frente a desastres naturales, como por ejemplo, terremotos [21]. Además, una de las características fundamentales de ciudades

modernas es la presentación visual urbana de la ciudad a la que se pertenece. Por lo tanto, la planeación de redes eléctricas soterradas, no solo contribuye a disponer de redes eléctricas robustas, sino que, contribuye a la modernización de las ciudades y al aumento de la confiabilidad en redes eléctricas tradicionales de distribución. A medida que incrementa la demanda eléctrica paralelamente lo hacen otros servicios, tales como, servicio telefónico, televisión por cable, internet por fibra óptica, etc., lo cual, hace que la imagen urbana se deteriore debido al entrecruzamiento de redes eléctricas aéreas primarias, secundarias, arrendamiento de postes para la integración de servicio telefónico; a esto se suma, la cercanía de los postes a las construcciones, lo cual, no solo causa contaminación visual, sino que, se torna peligroso para los habitantes cercanos a las redes eléctricas de distribución. Por lo tanto, la contribución de este documento es proporcionar seguridad y confiabilidad energética con niveles adecuados de imagen urbana reduciendo el impacto medio ambiental.

Las ventajas que se evidencian en redes eléctricas soterradas advierten que: los alimentadores primarios y secundarios, ramales, interruptores, seccionadores y de más equipos de distribución eléctrica, se encuentran bajo tierra, por ejemplo, los conductores se hallan en ductos o directamente enterrados, los transformadores, interruptores, seccionadores, etc., en cámaras que pueden encontrarse en edificios o centros comerciales o bien bajo tierra.

## 2.2 Redes eléctricas inteligentes resilientes

Redes eléctricas inteligentes son posibles mediante infraestructuras de medición avanzada, lo que hace posible, el intercambio de información entre el estado actual de los sistemas de distribución y los centros de control. Para ello, la integración de infraestructuras de medición avanzada en sistemas eléctricos de potencia cada vez se torna indispensable debido al incremento de la demanda requerida por los usuarios [22]. De esta manera, la asignación de recursos para satisfacer la demanda se torna viable con altos índices de seguridad y calidad. Varios estudios se han llevado a cabo para dotar a sistemas eléctricos de inteligencia. Una red inteligente con procesos de control, supervisión y monitoreo hace que se pueda predecir la demanda de manera mas técnico-económico y permite a los diseñadores de redes tomar decisiones acertadas en cuanto al despacho económico de energía.

La implementación de sistemas confiables de comunicación en redes eléctricas de distribución son cada vez más necesarias para poder gestionar adecuadamente el recurso energético generado. Por lo tanto, es necesario implementar aparatos capaces de proveer de información al sistema de comunicaciones, lo cual es posible, con la integración de medidores inteligentes capaces de recolectar información (potencia activa, reactiva) de cada usuario y transmitir a puntos de agregación de datos (UDAPs) para su posterior paso de información a los centros de control [23], los cuales se encargaran de gestionar y actuar sobre cada cliente [24]. Por lo tanto, el presente modelo ha sido diseñado con miras a procesos de planeación óptimo dando cabida a la integración de redes confiables de comunicación híbrida mediante la utilización del mismo ducto soterrado, por la cual, pasará las redes eléctricas de distribución. Esto nos permitirá minimizar costos de manera significativa mediante la gestión adecuada de la infraestructura y rutas mínimas de expansión de la red. Considerar de manera conjunta a sistemas eléctricos de distribución y sistemas confiables de comunicación hace que las redes eléctricas se tornen robustas y resilientes, lo cual, contribuye a la seguridad energética [25].

### 3 Formulación del Problema

Este artículo presenta una heurística para encontrar el tamaño (capacidad), cantidad y ubicación óptima de transformadores de distribución en redes eléctricas soterradas en medio y bajo voltaje, además, se identifica la mejor ruta que deberá seguir la red de medio voltaje. El problema es formulado como un problema NP-Complete. La topología analizada en los primarios de los transformadores de distribución sigue una configuración radial o tipo árbol con alimentadores de servicio, los cuales, son conductores que conectan a los primarios de los transformadores. El objetivo es minimizar los costos totales de la red eléctrica de distribución que se dividen en: gastos de capital y los gastos operativos. Los gastos de capital son aquellos gastos que generan beneficios futuros y los gastos operativos son inversiones relacionados a los costos de los conductores, accesorios de potencia, interruptores, etc.

La metodología propuesta consta de varias etapas, las cuales, dan confiabilidad al modelo planteado. La primera etapa es la construcción de la

arquitectura, la cual, consiste en definir las configuraciones de las líneas y luego asignar la subestación o las subestaciones de servicio, según los requerimientos de la red eléctrica de distribución. El número de alimentadores dependerá del total de la potencia máxima consumida y del máximo consumo autorizado por la línea de alimentación. Una vez que se define la configuración de las líneas eléctricas, se les asignan las cargas, por lo tanto, cada línea de alimentación está representada por su conjunto de cargas conectadas y su respectiva subestacion de servicio. Por lo tanto, el vector solución esta dado por el valor en MVAs de la subestación, ruta de los alimentadores y longitudes que tiene la red de medio y bajo voltaje para energizar los primarios y secundarios de los transformadores de distribución, potencia máxima consumida transformadores de distribución y el número de transformadores de potencia a emplazarse en el área georeferenciada en la presente investigación.

La disposición de las cargas a lo largo de cada línea de alimentación, hará que la heurística propuesta, busque conectar todas las cargas de cada línea a un costo mínimo. El punto de arranque para la búsqueda de la mejor solución es de la subestación hacia los primarios de los transformadores de potencia, además, los nodos intermedios son las cargas de las líneas. La solución de la mejor ruta proporciona las longitudes totales de los conductores en la red eléctrica. En el presente documento se resuelve el problema planteado mediante técnicas de agrupamiento desarrolladas en el presente trabajo para alcanzar los objetivos planteados, además se usa el algoritmo de Dijkstra bajo conceptos de teoría de grafos.

Por lo tanto, la construcción de la arquitectura consiste en determinar el vector solución, el cual, esta estrechamente relacionado con el costo total de la red eléctrica de distribución. Además, la longitud de los conductores tiene un ligero impacto en las pérdidas técnicas. En consecuencia, la función objetivo elegida para evaluar el vector solución es la longitud total de las líneas eléctricas de la red tanto en medio como en bajo voltaje. Para el cálculo de la distancia en sistemas georreferenciados utilizamos la ecuación de Haversine, la misma que, contempla la curvatura de la tierra y los resultados, en termino de longitud, arroja en kilómetros. En la ecuación (1) se expresa la formulación de haversine para encontrar la distancia de un punto a otro en sistemas georreferenciados.

$$D = 2 * Rv * asin\sqrt{\sin^2(\frac{\Delta lat}{2}) + \cos(lat1) * \cos(lat2) * \sin^2(\frac{\Delta lon}{2})} \quad (1)$$

Donde,  $D$  es la distancia en  $km$  de un punto  $i$  a un punto  $j$ ,  $lat$  y  $lon$  representa la latitud y la longitud, respectivamente,  $lat1$  y  $lon1$  son las coordenadas del punto 1 y de manera similar  $lat2$  y  $lon2$  son las coordenadas del punto 2,  $\Delta lat$  es la diferencia entre las coordenadas de latitud de las coordenadas del punto 1 y  $\Delta lon$  es la diferencia entre las longitudes del punto 2 y finalmente  $R$  es el radio de la tierra, con un valor de  $6372,7955$   $km$ .

En consecuencia, mediante la ecuación (2) se presenta la asignación de la capacidad para la subestación ( $C_s$ ) a emplazarse en el escenario analizado. Donde,  $C_p$  es la capacidad parcial de cada abonado,  $n$  es el número de abonados emplazados en el área de interés y  $C_f$  es un factor de multiplicación, en el cual, se considera la proyección del crecimiento futuro de la demanda.

$$C_s = \sum_{i=1}^n C_{p_i} * C_f \quad (2)$$

Con la ecuación (3) se restringe el número de elementos máximos que pueden pertenecer a un conglomerado. Donde,  $Cap_c$  contiene las posiciones de los elementos que pertenecerán al conglomerado,  $m$  es la variable ingresada por teclado, la cual, contiene la longitud del vector en cada conglomerado y  $z$  variable de verificación, la cual, cuenta los elementos asociados a un grupo.

$$Cap_c = \sum_{z \in \mathfrak{R}} z \leq m; \forall z, m \in \mathfrak{R} \quad (3)$$

Finalmente, la ecuación (4) restringe el rango máximo de cobertura admisible para que un usuario pueda asociarse a un conglomerado. El rango máximo de cobertura corresponde a la distancia desde algún usuario, que

ya pertenece al conglomerado, hacia un usuario candidato a pertenecer a un conglomerado. Por último  $r$  es la distancia máxima permitida para que un usuario pertenezca a un conglomerado.

$$R_c = \sum_{z \in \mathfrak{R}} z \leq r; \forall z, r \in \mathfrak{R} \quad (4)$$

Una vez identificado los grupos y las cargas de cada uno de los abonados a la red eléctrica de distribución, se procede a determinar la carga de cada uno de los transformadores mediante la ecuación (5). Donde,  $Ct_i$  es la capacidad de cada transformador,  $a$  es la cantidad de agrupaciones encontrados, los mismos que, dependerán de las ecuaciones (3), (4). Por lo tanto, la carga de cada transformador se da mediante la sumatoria de las demandas parciales de cada abonado en cada agrupación.

$$Ct_i = \sum_{i=1}^a Cap_c \quad (5)$$

Por lo tanto, la función objetivo puede ser representada mediante la ecuación (6), dónde, las expresiones adicionadas  $C_{mv}$ ,  $C_{bv}$  representan los costos de medio y bajo voltaje, los mismos que, sus valores están estrechamente relacionados con las longitudes y características del conductor. Dichas características y propiedades requeridas para el dimensionamiento del conductor se decidirá mediante el análisis con el software Cymdist considerando la arquitectura de la red cercana a la óptima encontrada por la heurística propuesta.

$$\min \sum C_s + \sum Cap_c + \sum C_t + C_{mv} + C_{bv} \quad (6)$$

A continuación se presenta el Algoritmo 1 para Planeación de Redes Eléctricas de Distribución Soterrada (PREDS), mediante el cual, se da solución al problema planteado en la presente investigación. En la Tabla 1 presentamos las variables utilizadas en el Algoritmo 1.

**Tabla 1:** Variables

Nomenclatura	Descripción
$\delta_x, \delta_y$	Coordenadas Latitud y Longitud de abonados
$\gamma_x, \gamma_y$	Coordenadas Latitud y Longitud de Subestación
$\zeta_x, \zeta_y$	Coordenadas Latitud y Longitud de calles
$\Delta_c, \Delta_d$	Vector de restricciones: capacidad, cobertura
$sub$	Capacidad requerida por la subestación [kVAs]
$\Phi_i, \alpha, t_k$	Variables de verificación
$D_{i,j}$	Matriz de distancias nxn
$\alpha_{i,j}$	Distancia de un nodo i a un nodo j
$A_{gi}$	Paths de las viviendas que formarán parte de un conglomerado
$\beta_i$	Número de elementos en cada conglomerado
$grupo_i$	Vector de índices de cada agrupación
$n$	Número total de nodos
$N$	Contador de nodos visitados
$\Delta_t$	Número de elementos por cada agrupación
$\rho$	Posición de los transformadores por cada grupo
$\xi_p$	Árbol de mínima expansión red primaria
$\xi_s$	Árbol de mínima expansión red secundaria
$temp$	Variable temporal
$carga$	Potencia acumulada por cada agrupación
$trafo$	Capacidad del transformador de distribución [kVAs]

## 4 Pruebas y resultados

En esta sección presentamos los resultados obtenidos en dos momentos. En el primer momento se hace un análisis del comportamiento del algoritmo formulado mediante el software Matlab y en un segundo momento de hace una simulación en un software especializado en redes eléctricas de distribución soterrada.

En la Tabla 2 se presentan los parámetros de simulación, con los que, el modelo fue evaluado.

---

**Algorithm 1** PREDS

---

```
1: Paso 1: Inicialización del escenario.
2:  $[\delta_x, \delta_y] \leftarrow$  vector coordenadas usuarios
3:  $[\gamma_x, \gamma_y] \leftarrow$  vector coordenadas subestación
4:  $[\zeta_x, \zeta_y] \leftarrow$  vector coordenadas calles
5:  $[\Delta_c, \Delta_d] \leftarrow$  vector de capacidad, cobertura
6:  $carga \leftarrow 0$ ;  $sub \leftarrow 0$ ;  $\Phi_i = 1$ 
7: Calcular :  $D_{i,j} \leftarrow$  haversine( $\delta_x, \delta_y$ )
8: Paso 2: Ubicación de transformadores variante de PRIM.
9: while  $\Phi_i == 1$  do
10:    $\alpha_{i,j} = \min(\min(D_{i,j}))$ 
11:   if  $\alpha_{i,j} \leq \Delta_d$  then
12:      $A_{gi} = \alpha$ ;  $\beta_i = \text{longitud}(A_{gi})$ 
13:     while  $\beta_i \leq \Delta_c$  do
14:        $grupo_i = [\text{grupo } A_{gi}]$ 
15:      $N = [N \beta_i]$ 
16:     if  $N == n$  then
17:        $\Phi_i = 0$ 
18:      $\alpha = 0$ 
19: Paso 3: MST red primaria y secundaria.
20:  $\Delta_t = \text{longitud}(grupo_i)$ 
21:  $\rho \leftarrow$  encontrar posición de transformador
22:  $\xi_p \leftarrow$  encontrar MST red primaria
23:  $\xi_s \leftarrow$  encontrar MST red secundaria
24: Paso 4: Dimensionamiento de transformadores y subestación.
25: for  $t_k \leftarrow \Delta_t$  do
26:    $temp \leftarrow grupo(t_k) * \Delta_k$ 
27:    $carga \leftarrow \text{sum}(temp)$ 
28:    $trafo(t_k) \leftarrow carga$ 
29:  $sub = sub + carga$ 
```

---

**Tabla 2:** Parámetros de Simulación

Número de usuarios	486 Users / $km^2$
Localización de usuarios	Geolocalizado
Capacidad máxima del cluster	24 users
Rango de cobertura	0.1 $km^2$
Demanda residencial c / a	Variable (kVA)
Topología	Radial
Red	Trifásica desbalanceada
Capacidad instalada subestación	4.5 MVA
Voltaje MV / LV	24.2 kV / 0.22 - 0.11 kV

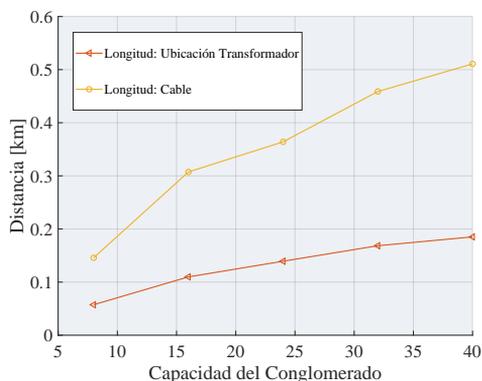
#### 4.1 Optimización de recursos en redes eléctricas de distribución mediante el software MATLAB



**Figura 1:** Despliegue óptimo de transformadores de distribución en redes eléctricas soterradas

En la Figura 1 se expone el escenario georreferenciado seleccionado para el análisis y desarrollo de la presente investigación. En el se encuentra el vector solución, expuesto en párrafos anteriores. El mapa corresponde a un

sector residencial en el territorio ecuatoriano. De color naranja se puede apreciar el emplazamiento de la subestación, la cual, dispone de dos alimentadores para el servicio a los primarios de los transformadores. De color rojo se encuentra el conjunto solución de la ruta mínima para satisfacer de cobertura, no solo eléctrica, sino también con la posibilidad de incluir redes robustas de comunicación, de tal manera que, se pueda introducir el concepto de redes eléctricas inteligentes. La ubicación de los transformadores de distribución se encuentran representados por cuadrados de color violeta, las viviendas desplegadas en el área de interés están representadas de color rojo con blanco y las circunferencias multicolores representan los nodos intermedios por lo que el modelo tendrá que decidir sobre la mejor solución.



**Figura 2:** Costos en términos de distancia en función de múltiples escenarios

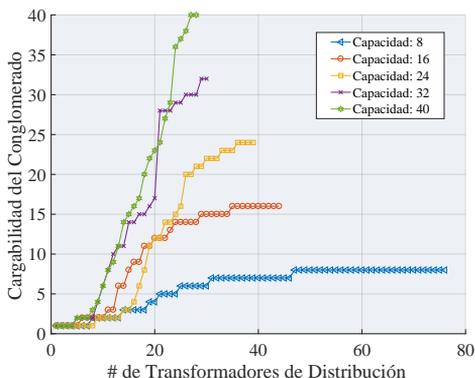
En la Figura 2 se presenta la distancia de ubicación de los transformadores desde un extremo de la longitud total del cable y la longitud total del cable en los secundarios de los transformadores de distribución. La métrica, longitud de ubicación del transformador de distribución (Figura 2), hace referencia a la longitud promedio máxima que existe desde los secundarios de los transformadores de distribución emplazados (en cada escenario) hasta los nodos de servicio más alejados. Esta métrica es de mucho interés, puesto que, permite determinar las caídas de voltaje en función del calibre del cable a emplear y la potencia acumulada que circula a lo largo del conductor. Consecuentemente, se puede apreciar que, a medida que

la capacidad del cluster aumenta también lo hace la distancia desde un extremo del conductor hasta el sitio del emplazamiento del transformador de distribución. Esto sucede, ya que, al aumentar la capacidad aumenta las distancias de cobertura y, por lo tanto, la necesidad de reubicar los transformadores de distribución se torna necesario. Por lo tanto, la heurística propuesta es capaz de reasignar la ubicación de los transformadores en función de los nuevos requerimientos a medida que la capacidad de agrupamientos aumenta.

Por último, la métrica (Figura 2) longitud del cable, muestra la distancia máxima, en los circuitos secundarios, a requerirse para brindar cobertura de servicio a los usuarios finales de la red eléctrica de distribución. De manera similar, que en la métrica anterior, a medida que la capacidad aumenta las longitudes del conductor también lo hace, puesto que, los rangos de cobertura son directamente proporcionales a la capacidad resultante del conglomerado.

Por lo tanto, mediante la Figura 2, se manifiesta la necesidad de reasignar las ubicaciones de los transformadores en función del aumento de la capacidad de cada cluster y las distancias de cobertura. Esta resignación de posiciones de los transformadores de distribución, el modelo propuesto es capaz de resolverla en función de las variables de entrada: capacidad y cobertura lineal.

A medida que aumenta, la capacidad de aglutinar usuarios a un transformador de distribución para determinar su potencia (kVA), la necesidad de números de unidades de potencia disminuye, aumentando la necesidad de otorgar mayor capacidad a los transformadores de distribución a instalarse para satisfacer la demanda requerida por los usuarios. Lo anteriormente mencionado se puede apreciar en la Figura 3. Se debe aclarar que, la capacidad del transformador de distribución será determinada por el número de elementos de cada conglomerado y la potencia en kVAs requerida por cada usuario, de tal manera que, existe una estrecha relación entre capacidad del conglomerado y la capacidad del transformador de distribución. Además, se evidencia que, si bien es cierto la capacidad de agrupamiento es una variable de entrada en el algoritmo, no siempre se logra cubrir la capacidad máxima de agrupamiento en cada cluster.



**Figura 3:** Cargabilidad y número requerido de transformadores de distribución ensayado en diferentes escenarios

Esto sucede, puesto que, el modelo propuesto en la presente heurística, no solo verifica restricción de capacidad, sino que además, admite la restricción distancia, la cual, verifica la distancia máxima permitida para que un usuario final pueda conectarse o asociarse a un grupo. Por lo tanto, como resultado final se tienen agrupaciones que no lleguen a completarse a la capacidad máxima definida en la variable de ingreso. En consecuencia, se tendrá en el proceso de planeación y ubicación de transformadores de distribución de capacidades variables; así serán dimensionados adecuadamente observando las demandas individuales de las cargas, cantidades de usuarios asociados a cada transformador de distribución y longitudes desde los secundarios de los transformadores hasta los nodos más cercanos. De esta manera, queda demostrado la potencialidad del modelo propuesto para resolver el problema de planeación de redes eléctricas de distribución soterrada otorgando al diseñador información de mucho valor para la toma de decisiones, además, se garantiza la utilización del mínimo número de transformadores de potencia, mínima longitud del cable en los circuitos secundarios, de tal manera que, se garantiza la minimización del costo requerido para la implementación de la red eléctrica de distribución.

**Tabla 3:** Rendimiento del Algoritmo PREDS

<b>Esc</b>	<b>Cobertura</b>	<b>CPUTime</b>	<b># Trafos</b>	<b>Pot. Prom.</b>
8	100 %	27.16 seg	76	53.57 kVAs
16	100 %	24.58 seg	44	70.83 kVAs
24	100 %	27.64 seg	39	120.68 kVAs
32	100 %	25.44 seg	30	147.32 kVAs
40	100 %	24.09 seg	28	168.75 kVAs

En la Tabla 3 se presenta el rendimiento del algoritmo PREDS. En la primera columna se muestra los escenarios ensayados en el modelo, el cual, consiste en variar la capacidad de agrupamiento. Se ha logrado un 100 % de cobertura, en el cual, como se ha explicado en párrafos anteriores, existirán transformadores que servirán a pocos usuarios, lo cual se explica, por las condiciones iniciales proporcionadas al modelo por el diseñador. Aquellos transformadores con pocos usuarios, emplazados en el área georeferenciada de interés, podrán servir para posibles expansiones frente a la creciente demanda energética por parte de los usuarios debido a la introducción de nuevas cargas al sistema eléctrico. En la columna 3 de la Tabla 3 se verifica una variación mínima, en el que, un ordenador alcanza la mejor solución al problema de planeación de redes eléctricas soterradas. Esto demuestra que, el modelo, es capaz de reconfigurar el emplazamiento de transformadores de distribución sin presentar variaciones significativas en términos de tiempo frente al incremento de la capacidad de agrupamiento. Por lo tanto, el modelo alcanza soluciones óptimas empleando mínimos tiempos alcanzados por el ordenador para redes eléctricas soterradas. La potencia promedio, a instalarse en cada escenario, se presenta en la columna 5 de la Tabla 3, en la cual se evidencia que, a medida que la capacidad aumenta de la misma manera aumenta la necesidad de instalar transformadores de distribución de mayor capacidad (kVAs). El incremento de potencia requerida en kVAs para el transformador de distribución no sigue un patrón de crecimiento definido, es decir, la capacidad del transformador, determinado por el modelo propuesto, depende de dos variables de suma importancia: potencia demanda y la topología de la red eléctrica de distribución obtenida como resultado en el presente documento. Finalmente, el modelo propuesto proporciona información, tales como: la cantidad necesaria de transformadores a instalarse, el número de alimentadores, la longitud en kilómetros reque-

rida para el soterramiento del conductor, que, en el presente escenario es de 7,46 km. Es de mucha importancia, decir que, la ruta requerida para el soterramiento del conductor, no solo será útil para el soterramiento del conductor de medio y bajo voltaje, sino que también, servirá para el tendido de redes de fibra óptica para la comunicación entre diferentes dispositivos electrónicos como: medidores inteligentes, integración de energías renovables y operación y supervisión entre clientes y empresas de distribución, logrando con ello, el cambio de concepto de redes eléctricas tradicionales en redes eléctricas inteligentes.

A continuación se realizará un análisis del flujo de potencia correspondiente al mapa de ruta obtenido hasta este punto.

#### **4.2 Flujo de potencia y análisis eléctrico de la red de media tensión mediante el software Cymdist**

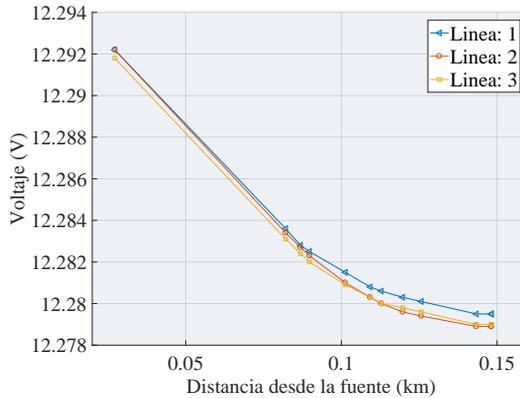
En esta sección se presenta el flujo de potencia correspondiente al mapa de ruta obtenido en la sección anteriormente expuesta bajo el modelado de la red con el software CymDist. El simulador anteriormente citado, fue diseñado para la construcción, planeación, análisis de contingencias y optimización de redes eléctricas de distribución. Para lograr el presente objetivo asumiremos demandas tipo en kVA randómicas normalizadas en un rango de 6 a 10 kVAs. Se ha elegido este tipo de distribución para representar los diferentes tipos de clientes que pueden existir desplegados en el área de interés. Cabe mencionar que el modelo es capaz de admitir, mediante un vector de cargas, el ingreso de cargas reales, el cual, su variación dependerá del sector, ciudad o país, en el que, se desee aplicar el modelo. Por lo tanto, para fines de la investigación, se asume cargas variables normalizadas, para así, determinar el dimensionamiento de los transformadores de distribución y la potencia requerida en MVAs por parte de la subestación para satisfacer la demanda energética requerida en el área de estudio.

En la Tabla 4 se presenta el dimensionamiento óptimo de la subestación y la capacidad requerida a instalarse en los transformadores de potencia a desplegarse en el área georeferenciada de interés, además, se dispone de la cantidad y potencia en kVAs de los equipos de potencia.

**Tabla 4:** Parámetros de Simulación ingresados en el Software Cymdist

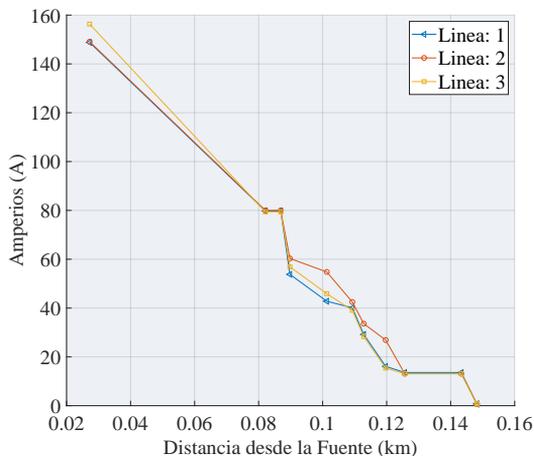
Capacidad Clúster	Subestación (MVAs)	Capacidad Trafo (kVAs)-Unidades
24	4.20	15-11; 30-3; 45-2; 50-2; 100-4 112.5-1; 150-4; 200-6; 225-3; 250-3

En consecuencia, queda demostrado que con las métricas, anteriormente presentadas, el modelo es capaz de resolver el problema de ubicación de transformadores de potencia considerando restricciones de capacidad y cobertura; además, otorga cargas, que para el caso de estudio son randómica normalizada, para poder determinar el dimensionamiento de los equipos de potencia. Dimensionando los equipos de potencia se puede determinar los costos globales de instalación de la red eléctrica de distribución.

**Figura 4:** Caída de voltajes desde la subestación hacia los primarios de los transformadores de distribución

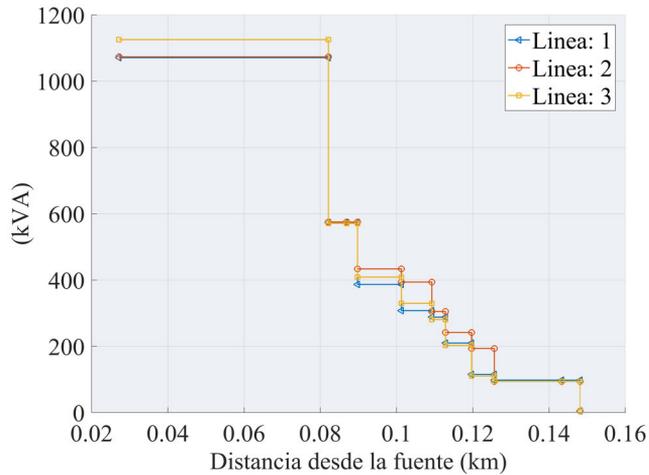
Posteriormente se realiza un análisis general del comportamiento de la red de medio voltaje introduciendo las características de consumo propuestas por el modelo expuesto en la presente investigación. Este último análisis se realiza en el software Cymdist.

En la Figura 4 se presenta el perfil de voltaje desde la fuente hacia los primarios de los transformadores mediante el software Cymdist. La arquitectura de la red se obtuvo mediante el proceso de optimización para redes eléctricas soterradas apoyándose en la software Matlab. Mediante los valores encontrados en la simulación considerando parámetros eléctricos del sistema se puede apreciar en la Figura 4 que a medida que los nodos de servicio (primarios de los transformadores) se alejan el voltaje tiende a disminuir, efecto que sucede por, pérdidas en los conductores por efecto joule y corona. Además, se puede apreciar que la caída de tensión desde la fuente (subestación) no supera el 5 % permitido en redes eléctricas de distribución según la normativa.

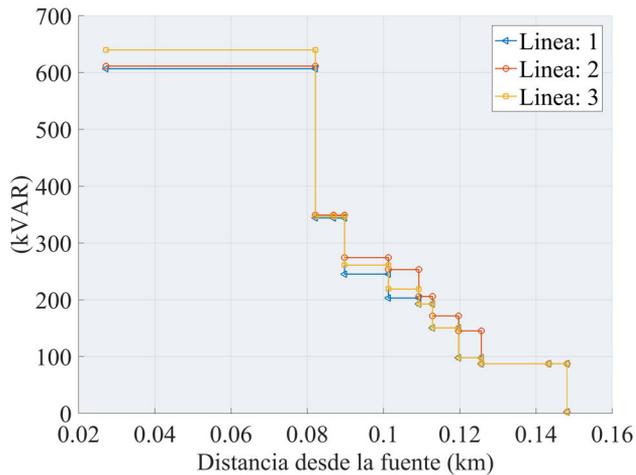


**Figura 5:** Corriente que atraviesa por los conductores soterrados en la red primaria

Con la Figura 5 se puede apreciar la corriente máxima existente en cada tramo, lo cual, permitirá en la etapa de diseño tomar la mejor decisión, en cuanto, a la elección del conductor y sus características adecuadas para que sea capaz de transportar la energía requerida para satisfacer la demanda de los usuarios finales. Además, la máxima corriente que circula por el circuito eléctrico de distribución (ver Figura 5) se da en la mínima distancia; es decir, la máxima corriente que atraviesa por el circuito se ve reflejado en la barra de la subestación.



**Figura 6:** Perfil de potencia aparente desde la subestación hacia los nodos de servicio en la red primaria



**Figura 7:** Perfil de potencia reactiva desde la subestación hacia los nodos de servicio en la red primaria

En las Figuras 6 y 7 se presenta los perfiles de potencia aparente y reactiva respectivamente, corresponden a la demanda requerida en el escenario ensayado en el presente documento. La magnitud de estas métricas dependerán de la cantidad de usuarios asociados y del tipo de carga que se conecta a la red. El factor de potencia juega un papel de mucha importancia, puesto que, cuanto más bajo sea el factor de potencia mayor será la potencia reactiva consumida, lo cual, provocará que la capacidad de transmisión de potencia se vea afectada.

## 5 Conclusiones

La presente investigación ha permitido planificar redes eléctricas de distribución soterrada aplicando teoría de grafos. La solución se da mediante procesos de agrupamiento y la construcción de árboles con rutas de mínima expansión. Estas rutas de mínima expansión son construidas en dos momentos: 1) ruta de mínima expansión entre los primarios de los transformadores de distribución dando origen a la red de media tensión bajo una topología tipo árbol que en redes eléctricas de distribución se le conoce como topología radial y 2) ruta de mínima expansión entre cada uno de los primarios para formar la red de baja tensión. El modelo se define como un problema combinatorio, debido a las múltiples variables de ingreso.

Las soluciones obtenidas son cercanas a las óptimas, puesto que, es de complejidad NP-Complete. En este tipo de problemas combinatorios de este tipo carece de soluciones globales, puesto que, su complejidad aumenta exponencialmente a medida que el número de usuarios o nodos incrementa, es decir, si disponemos de  $n = 486$  tendríamos  $n^{n-2}$  árboles posibles, lo que se traduce en millones que combinaciones y, lo cual, a nivel computacional se traduce a tiempo, en el que, un ordenador encuentre la solución óptima global.

En futuros trabajos se incluirá flujos de potencia y el estudio de ubicación óptima de reconectores.

## Agradecimientos

Este trabajo ha sido producido gracias al apoyo del GIREI - Grupo de Investigación en Redes Eléctricas Inteligentes de la Universidad Politécnica Salesiana Ecuador bajo el proyecto planeación y despliegue óptimo de redes de distribución eléctrica aéreas y soterradas.

## Referencias

- [1] Salamat Sharif, Salama, and Vannelli, “Optimal model for future expansion of radial distribution networks using mixed integer programming,” *Proceedings of Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering CCECE-94*, pp. 152–155 vol.1, 1994. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1109/CCECE.1994.405639> 142
- [2] E. Miguez, J. Cidras, E. Diaz-Dorado, and J. L. Garcia-Dornelas, “An Improved Branch Exchange Algorithm for Large Scale Distribution Network Planning,” *IEEE Power Engineering Review*, vol. 22, no. 9, pp. 58–58, 2002. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1109/MPER.2002.4312583> 142
- [3] G. A. Jiménez-Estévez, L. S. Vargas, and R. Palma-Behnke, “An evolutionary approach for the greenfield planning problem in distribution networks,” *IEEE International Conference on Neural Networks - Conference Proceedings*, pp. 1744–1749, 2007. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1109/IJCNN.2007.4371221> 143
- [4] J. Fletcher, T. Fernando, H. Iu, M. Reynolds, and S. Fani, “A case study on optimizing an electrical distribution network using a genetic algorithm,” *2015 IEEE 24th International Symposium on Industrial Electronics (ISIE)*, pp. 20–25, 2015. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1109/ISIE.2015.7281437> 143
- [5] P. Zeng, Qinyong Zhou, Z. Wu, X.-p. Zhang, and Hao Fu, “A fast and automatic candidate lines selection approach for transmission expansion planning,” in *IET International Conference on Resilience of Transmission and Distribution Networks (RTDN) 2015*, 2015, pp. 1–6. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1049/cp.2015.0882> 143
- [6] H. E. Farag and S. M. Kandil, “Optimum Planning of Renewable Energy Resources in Conjunction with Battery Energy Storage Systems,” in *2015 4th International Conference on Electric Power and Energy Conversion Systems (EPECS)*, 2015, pp. 1–6. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1109/EPECS.2015.7368491> 143

- [7] J. Inga, E. Inga, C. Gómez, and R. Hincapié, “Evaluación de la Infraestructura de Medición y la Respuesta de la Demanda,” *Revista Técnica Energía*, no. 12, pp. 262–269, 2016. 143
- [8] M. Hemphill and N. South, “Electricity Distribution System Planning for an Increasing Penetration of Plug-In Electric Vehicles in New South Wales,” *University of New South Wales*, pp. 1–6, 2011. 143
- [9] G. A. Jiménez-Estévez, L. Vargas, and R. Palma-Behnke, “Genetic Algorithms and Voronoi Polygons applied to decision making in the Distribution Systems expansion problem,” *2008 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America, T and D-LA*, pp. 1–7, 2008. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1109/TDC-LA.2008.4641797> 143
- [10] W. Yuan, S. Member, J. Wang, S. Member, F. Qiu, C. Kang, S. Member, and B. Zeng, “Robust Optimization Based Resilient Distribution Network Planning Against Natural Disasters,” *Ieee Transactions on Smart Grid*, vol. 7, no. 6, pp. 2817–2826, 2016. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1109/TSG.2015.2513048> 143
- [11] G. A. Jiménez-Estévez, L. S. Vargas, and V. Marianov, “Determination of feeder areas for the design of large distribution networks,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 25, no. 3, pp. 1912–1922, 2010. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1109/TPWRD.2010.2042468> 143
- [12] D. P. Montoya and J. M. Ramirez, “A minimal spanning tree algorithm for distribution networks configuration,” *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, pp. 1–7, 2012. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1109/PESGM.2012.6344718> 144
- [13] J. Li, X. Y. Ma, C. C. Liu, and K. P. Schneider, “Distribution system restoration with microgrids using spanning tree search,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 29, no. 6, pp. 3021–3029, 2014. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2014.2312424> 144
- [14] A. Nagarajan and R. Ayyanar, “Application of Minimum Spanning Tree Algorithm for Network Reduction of Distribution Systems,” in *IEEE*, 2014. 144
- [15] B. C. Neagu and G. Georgescu, “Wind Farm Cable Route Optimization Using a Simple Approach,” *Electrical and Power Engineering (EPE), 2014 International Conference and Exposition on, Iasi*, no. Epe, pp. 1004–1009, 2014. 144

- [16] P. Balakrishna, K. Rajagopal, and K. S. Swarup, "AMI / GIS based Distribution System Load Flow for Extended Situational Awareness ." in *IEEE*, 2014, pp. 1–6. 144
- [17] M. Esmaeeli, A. Kazemi, H.-a. Shayanfar, and M.-r. Haghifam, "Sizing and placement of distribution substations considering optimal loading of transformers," *International Transactions on Electrical Energy Systems Int.*, 2014. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1002/etep> 145
- [18] M. Campaña, E. Inga, and R. Hincapié, "Optimal placement of universal data aggregation points for smart electric metering based on hybrid wireless," in *CEUR Workshop Proceedings*, vol. 1950, 2017, pp. 6–9. 145
- [19] E. Inga, S. Céspedes, R. Hincapié, and C. Andy, "Scalable Route Map for Advanced Metering Infrastructure Based on Optimal Routing of Wireless Heterogeneous Networks," *IEEE Wireless Communications*, vol. 24, no. April, pp. 1–227, 2017. 145
- [20] D. Carrión, E. Inga, J. W. Gonzalez, and R. Hincapié, "Optimal Geographical Placement of Phasor Measurement Units based on Clustering Techniques," *51st International Universities' Power Engineering Conference*, p. 6, 2016. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1109/UPEC.2016.8114003> 145
- [21] C. Mateo, G. Prettico, T. Gómez, R. Cossent, F. Gangale, P. Frías, and G. Fulli, "European representative electricity distribution networks," *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 99, no. January, pp. 273–280, 2018. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2018.01.027> 145
- [22] E. M. Rodríguez-Herrera, M. A. Angamarca-Guamán, E. M. Inga-Ortega, E. M. Rodríguez-Herrera, M. A. Angamarca-Guamán, and E. M. Inga-Ortega, "Optimización de cobertura para lugares georreferenciados," *ITECKNE Innovación e Investigación en Ingeniería*, vol. 14, no. 2, p. 140, 2017. [Online]. Available: <https://doi.org/10.15332/iteckne.v14i2.1768> 146
- [23] A. Peralta-Sevilla, E. Inga, R. Cumbal, and R. Hincapié, "Optimum deployment of FiWi Networks using wireless sensors based on Universal Data Aggregation Points," *2015 IEEE Colombian Conference on Communications and Computing, COLCOM 2015 - Conference Proceedings*, 2015. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1109/ColComCon.2015.7152079> 147
- [24] D. Pérez, E. Inga, and R. Hincapié, "Optimal Sizing of a Network for Smart Metering," *IEEE Latin America Transactions*, vol. 14, no. 5, pp. 2114–2119, 2016. 147

- [25] V. Gouin, M. C. Alvarez-Hérault, and B. Raison, “Innovative planning method for the construction of electrical distribution network master plans,” *Sustainable Energy, Grids and Networks*, vol. 10, pp. 84–91, 2017. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.segan.2017.03.004> 147